

## МЕТОДИ І ПРИЛАДИ ВИМІРЮВАННЯ ВИТРАТИ РІДКОЇ І ГАЗОПОДІБНОЇ ФАЗ

УДК 621.643

### ВИЗНАЧЕННЯ КІЛЬКОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ У ДІЛЯНКАХ ГАЗОПРОВОДІВ СКЛАДНОЇ КОНФІГУРАЦІЇ

**Ф. Д. Матіко**

Національний університет “Львівська політехніка”, вул. С.Бандери, 12, м. Львів, 79013,  
тел. (032) 258-25-16, e-mail: fmatiko@gmail.com

*Представлені удосконалені математичні моделі стаціонарного режиму руху газу у газопроводах у формі систем диференціальних рівнянь. Розроблені основні засади методики визначення розподілу тиску та температури газу у магістральному газопроводі із відборами газу. Запропоноване рівняння для визначення об'єму газу у ділянці газопроводу на основі отриманих у результаті розв'язування систем диференціальних рівнянь розподілів тиску та температури газу по довжині магістрального газопроводу та газопроводів-відводів. Виконане порівняння значення об'єму газу, обчисленого на основі розподілів параметрів газу вздовж магістрального газопроводу та газопроводів-відводів для одного із діючих магістральних газопроводів, із значенням об'єму (запасу), отриманим за спрощеною методикою на основі усереднених значень параметрів газу. Показано, що застосування удосконаленої методики визначення об'єму газу на основі розподілу параметрів газу по довжині газопроводів дозволяє усунути методичну складову похибки визначення об'єму.*

*Ключові слова:* об'єм газу, газопровідна мережа, газопровід-відвід, стаціонарний режим, математична модель руху газу, розподіл параметрів газу, методика розрахунку.

*Представлены усовершенствованные математические модели стационарного режима движения газа в газопроводах в форме систем дифференциальных уравнений. Разработаны основные положения методики определения распределения давления и температуры газа в магистральном газопроводе с отборами газа для случая, когда известен расход каждого отбора газа. Предложено уравнение для определения объема газа в участке газопровода на основе полученных в результате решения систем дифференциальных уравнений распределений давления и температуры газа по длине магистрального газопровода и газопроводов-отводов. Проведено сравнение значения объема газа, вычисленного на основе распределений параметров газа вдоль магистрального газопровода и газопроводов-отводов для одного из действующих магистральных газопроводов, со значением объема (запаса), полученным по упрощенной методике на основе усредненных значений параметров газа. Показано, что применение усовершенствованной методики определения объема газа на основе распределения параметров газа по длине газопроводов позволяет устранить методическую составляющую погрешности определения объема.*

*Ключевые слова:* объем газа, газопроводная сеть, газопровод-отвод, стационарный режим, математическая модель движения газа, распределение параметров газа, методика расчета.

*The article presents improved mathematical models of stationary gas flow in the pipelines in the form of systems of differential equations. We developed the basic principles of the technique for determining the distribution of gas pressure and temperature in the gas pipeline with the gas offtakes in the case when the gas flowrate is known. We propose the equation for determining the gas volume in the section of the pipeline on the basis of distribution of gas pressure and temperature along the main gas pipeline and offtake pipelines obtained by solving the systems of differential equations. We compared the value of gas volume calculated on the basis of distribution of gas parameters along the main gas pipeline and offtake pipelines for one of the existing main gas pipeline with the value of gas volume (line-pack) obtained by the simplified method based on the average values of the gas parameters. It is shown that the use of improved method for determining the gas volume based on the distribution of gas parameters along the pipelines can eliminate the methodical error.*

*Keywords: gas volume, gas network, offtake pipeline, stationary mode, mathematical model of gas flow, distribution of gas parameters, method of calculation.*

## **Вступ**

Природний газ є одним із найбільш поширених енергоносіїв, який широко застосовується у промисловості та побуті. Транспортують природний газ до споживачів за допомогою розгалужених газотранспортних та газорозподільних систем, до яких входять тисячі кілометрів газопроводів та велика кількість технологічного обладнання. Враховуючи велику протяжність та діаметри газопроводів, а отже їх великий внутрішній об'єм, самі газопровідні мережі є об'єктами, у яких в динамічному стані знаходиться велика кількість природного газу. Така газопровідна мережа може приймати чи віддавати значну кількість газу, змінюючи при цьому параметри стану окремих ділянок чи мережі в цілому, тобто змінюючи кількість (запас) газу у мережі.

В Україні у практиці вимірювань кількості природного газу і, відповідно, розрахунків за отриманий, спожитий чи використаний газ застосовують одиниці об'єму. Відповідно, і під час зведення балансу об'єму газу у газотранспортних підприємствах та визначення кількості природного газу у ділянках газопроводів також стоїть завдання визначення об'єму газу у цих ділянках.

Визначення об'єму газу у газопровідній мережі на початок та кінець періоду зведення балансу виконують розрахунковим шляхом на основі математичних моделей руху газу у газопроводах. Тому удосконалення математичних моделей руху газу у газопроводах та розроблення на їх основі нової, більш точної методики визначення кількості газу у газопровідних системах, яка б охоплювала складні конфігурації газопроводів із нахиленими ділянками та із відборами газу, є важливими та актуальними завданнями.

## **Аналіз останніх досліджень та формулювання цілей статті**

Для визначення запасу газу у ділянках газотранспортних систем в Україні застосовують методику згідно [1]. Перевагою цієї методики є можливість здійснення оцінки запасу природного газу в системі магістральних газопроводів при мінімальній кількості вхідних даних та проведенні нескладних розрахунків на основі усереднених значень параметрів газу у газопроводах. Однак спрощення алгоритму

розрахунку запасу природного газу у магістральному газопроводі, яке досягнуте внаслідок нехтування ряду факторів, зокрема й нехтування наявністю відборів газу, може приводити до суттєвих похибок визначення запасу газу.

У роботах [2-4] виконано аналіз розподілу тиску у газопроводах різних типів (горизонтального, нахилоного, з відборами газу та без) та встановлено, що нехтування даними про положення газопроводу та його тип приводить до виникнення значних похибок визначення розподілу тиску вздовж газопроводу. Однак у [2-4] не розглядається зміна взаємопов'язаних із тиском параметрів газу (температури, фактора стисливості) по довжині газопроводу.

Відомі ряд робіт, зокрема [5,6], у яких розглянуто способи компенсації нерівномірності відборів та постачання газу за допомогою акумулюючої здатності газотранспортної системи. Однак у цих роботах розглядаються тільки питання визначення додаткового (буферного) об'єму газу, який може бути відібраний із окремих ділянок системи без порушення технологічних обмежень.

**Мета статті:** удосконалити математичні моделі стаціонарного руху природного газу у газопроводах та розробити на їх основі основні засади уточненої методики визначення кількості природного газу у газопроводах складної конфігурації із відборами газу.

## **Визначення кількості природного газу у ділянках газопроводів**

Як було зазначено вище, одна із цілей визначення запасу газу у газопроводах – це зведення балансу об'єму газу у газотранспортній системі за певний період часу. Для цього необхідно визначити зміну запасу газу у газопроводах в певні періоди часу. Для такої мети рух газу у фіксовані моменти часу на границях періоду балансування можна вважати псевдостационарним та застосовувати для визначення запасу газу рівняння стаціонарного режиму руху газу.

Згідно з методикою [1] запас газу у газопроводі обчислюють для умов стаціонарного режиму руху газу, розглядаючи розподіл тиску та температури газу по довжині горизонтального газопроводу без відборів газу,

без врахування зміни фактора стисливості газу та без врахування зниження температури внаслідок дроселювання вздовж газопроводу. За умови застосування вказаних спрощень отримують такі формули розподілу тиску  $p(x)$  та температури газу  $T(x)$  по довжині газопроводу:

$$p(x) = \sqrt{p_1^2 - p_1^2 - p_2^2 \cdot \frac{x}{L}}, \quad (1)$$

$$T(x) = T_{cp} + T_1 - T_{cp} \cdot e^{\frac{x}{L} \ln \left( \frac{T_2 - T_{cp}}{T_1 - T_{cp}} \right)}. \quad (2)$$

де  $p_1, p_2$  – значення абсолютного тиску природного газу відповідно на вході та виході магістрального газопроводу;  $T_1, T_2$  – значення температури газу відповідно на вході та виході магістрального газопроводу;  $T_{cp}$  – температура ґрунту;  $L$  – довжина ділянки газопроводу;  $x$  – біжуча координата по довжині газопроводу (відстань від входу газопроводу до аналізованого перерізу).

Інтегруванням залежностей (1) і (2) по довжині ділянки газопроводу  $L$  отримують такі формули для обчислення усереднених значень тиску та температури газу у досліджуваній ділянці:

$$p_{cp} = \frac{1}{L} \int_0^L p(x) dx = \frac{2}{3} \left( p_1 + \frac{p_2^2}{p_1 + p_2} \right), \quad (3)$$

$$T_{cp} = \frac{1}{L} \int_0^L T(x) dx = T_{cp} + \frac{T_1 - T_2}{\ln \left( \frac{T_1 - T_{cp}}{T_2 - T_{cp}} \right)}. \quad (4)$$

На основі усереднених значень тиску  $p_{cp}$  та температури  $T_{cp}$  власне і обчислюють об'єм газу у магістральному газопроводі. Оскільки формули (3), (4) отримані застосуванням цілого ряду спрощень, то це призводить до виникнення похибок розрахунку усереднених значень параметрів газу, а отже й об'єму газу у газопроводі.

Автором удосконалено математичні моделі руху природного газу у газопроводах, зокрема для стаціонарного режиму, які дозволяють усунути вказані недоліки.

Диференціальне рівняння зміни тиску газу по довжині похилої ділянки газопроводу отримане на основі системи рівнянь, сформованої із рівняння збереження механічної енергії ізотермічного потоку газу [8], рівняння нерозривності потоку та рівняння стану реального газу і є таким:

$$\begin{cases} \frac{dp}{\rho} + \frac{d v^2}{2} + g dy + g dh_x = 0; \\ q = \rho v F = const; \\ p = \rho z \frac{R}{M} T, \end{cases} \quad (5)$$

де  $v$  – лінійна швидкість природного газу в газопроводі;  $g$  – прискорення вільного падіння;  $dy$  – зміна висоти вертикальних відміток газопроводу;  $dh_x$  – втрати тиску по довжині магістрального газопроводу на тертя;  $q$  – масова витрата природного газу;  $F$  – площа поперечного перерізу магістрального газопроводу;  $p, T, \rho, z$  – відповідно тиск, температура, густина та фактор стисливості природного газу;  $M$  – молярна маса природного газу;  $R$  – універсальна газова стала.

Для довгого магістрального газопроводу, для якого зміною швидкості потоку по довжині можна знехтувати [8] та застосовуючи для визначення втрат тиску по довжині рівняння Дарсі-Вейсбаха, із (5) отримане диференціальне рівняння зміни тиску вздовж нахиленої ділянки довгого магістрального газопроводу:

$$\frac{dp}{dx} = - \left[ \frac{8 \lambda R q^2}{M \pi^2 D^5} \cdot \frac{z T}{p} + \frac{g \Delta y M}{R \cdot L} \cdot \frac{p}{z T} \right], \quad (6)$$

де  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору газопроводу;  $D$  – внутрішній діаметр газопроводу;  $\Delta y$  – різниця висоти вертикальних відміток кінця та початку газопроводу;  $L$  – довжина газопроводу.

Диференціальне рівняння зміни температури газу вздовж нахиленого довгого магістрального газопроводу отримане із рівняння теплового балансу ділянки газопроводу і має такий вигляд:

$$\frac{dT}{dx} = - \left[ a T - T_{cp} - \mu_{JT} \frac{dp}{dx} + \frac{g \Delta y}{c_p L} \right], \quad (7)$$

де  $a$  – параметр поздовжнього теплообміну газопроводу та ґрунту,  $a = k_t \pi D / (q_m \cdot c_p)$ ;  $k_t$  – коефіцієнт теплопередачі від газу до ґрунту;  $c_p$  – ізобарна теплоємність природного газу;  $\mu_{JT}$  – коефіцієнт Джоуля-Томсона.

Рівняння (6), (7) разом із рівнянням стану газу, за яким визначають фактор стисливості  $z$  в залежності від параметрів стану газу і його складу, формують систему рівнянь для визначення зміни тиску та температури газу із врахуванням зміни фактора стисливості по

довжині нахиленої ділянки магістрального газопроводу

$$\begin{cases} \frac{dp}{dx} = - \left[ \frac{8\lambda R q^2}{M \pi^2 D^5} \cdot \frac{zT}{p} + \frac{gM\Delta y}{RL} \cdot \frac{p}{zT} \right], \\ \frac{dT}{dx} = - \left[ a \frac{T - T_{cp}}{T} - \mu_{JT} \frac{dp}{dx} + \frac{g\Delta y}{c_p L} \right], \\ z = f(p, T, [k_i]), \end{cases} \quad (8)$$

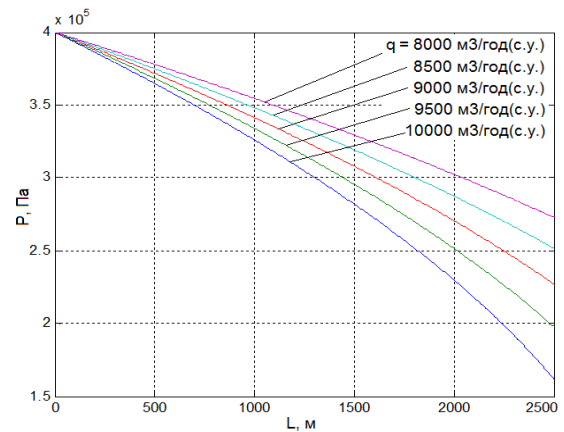
де  $[k_i]$  – вектор вмісту компонентів у природному газі.

Для визначення фактора стисливості природного газу може бути застосоване одне із рівнянь стану, наведених у ГОСТ 30319.2-96 [9].

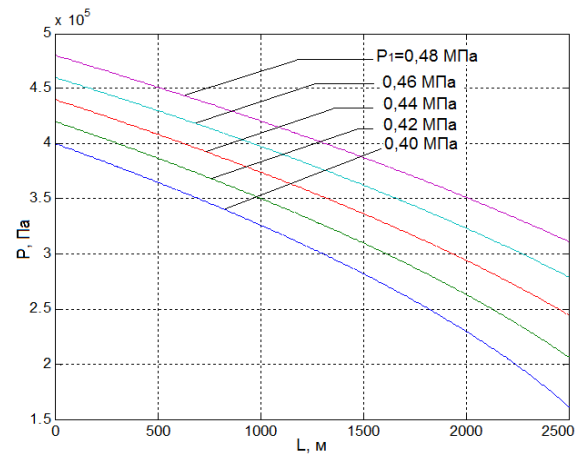
Система рівнянь (8) дозволяє аналізувати розподіл тиску, температури та фактора стисливості по довжині горизонтальної чи нахиленої ділянки газопроводу без відборів газу. Зокрема, приклади розподілу тиску по довжині горизонтальної ділянки газопроводу, отримані розв'язуванням системи (8), які ілюструють зміну розподілу тиску при зміні тиску джерела постачання та витрати газу, представлені на рис. 1.

Із рис. 1 видно, що розподіл тиску по довжині газопроводу є нелінійним. Нелінійність розподілу тиску суттєво зростає із збільшенням витрати (швидкості руху) газу у трубопроводі (рис. 1, а). При збільшенні витрати газу за умови незмінного вхідного тиску (збільшення відбору газу) розподіл тиску “зміщується” в область меншого тиску (рис. 1, а), а отже й запас газу у ділянці також зменшується. Навпаки, при зменшенні витрати газу розподіл тиску “зміщується” в область більшого тиску, тобто об'єм газу у газопроводі зростає, а отже частина вхідного об'єму газу буде витрачена на збільшення цього об'єму, що необхідно враховувати при зведенні балансу об'єму газу за певний період.

Внаслідок нелінійності розподілу тиску при зміні тиску на вході газопроводу (рис. 1, б) зміна середнього значення тиску по довжині газопроводу, а отже й зміна запасу газу є нерівноцінними. Наприклад, збільшення вхідного тиску на 5,0% (від 0,4 МПа до 0,42 МПа) за умови незмінної витрати газу для аналізованого газопроводу приводить до збільшення середнього значення тиску по довжині газопроводу на 9,5%.



а)



б)

а – при зміні витрати газу; б – при зміні тиску джерела постачання газу

**Рисунок 1 – Аналіз розподілу тиску по довжині газопроводу**

Представлені на рис. 1 результати аналізу розподілу тиску отримані для розподільного газопроводу високого тиску ( $0,4 \text{ МПа} < p \leq 0,7 \text{ МПа}$ ) із внутрішнім діаметром 0,2 м, для якого вказані ефекти є особливо значними та наглядними. Для транспортних магістральних газопроводів ці ефекти є, як правило, менш значимими.

На практиці магістральний газопровід може складатися з ділянок під різним кутом нахилу до горизонту в залежності від зміни рельєфу місцевості, по якій він прокладений (рис. 2). Щоб знайти розподіл тиску та температури в такому газопроводі, його слід умовно розділити на окремі нахилені ділянки, як показано на рис. 2. Розв'язуванням системи рівнянь (8)

можна отримати розподіл тиску та температури по довжині кожної ділянки такого магістрального газопроводу без відборів газу.

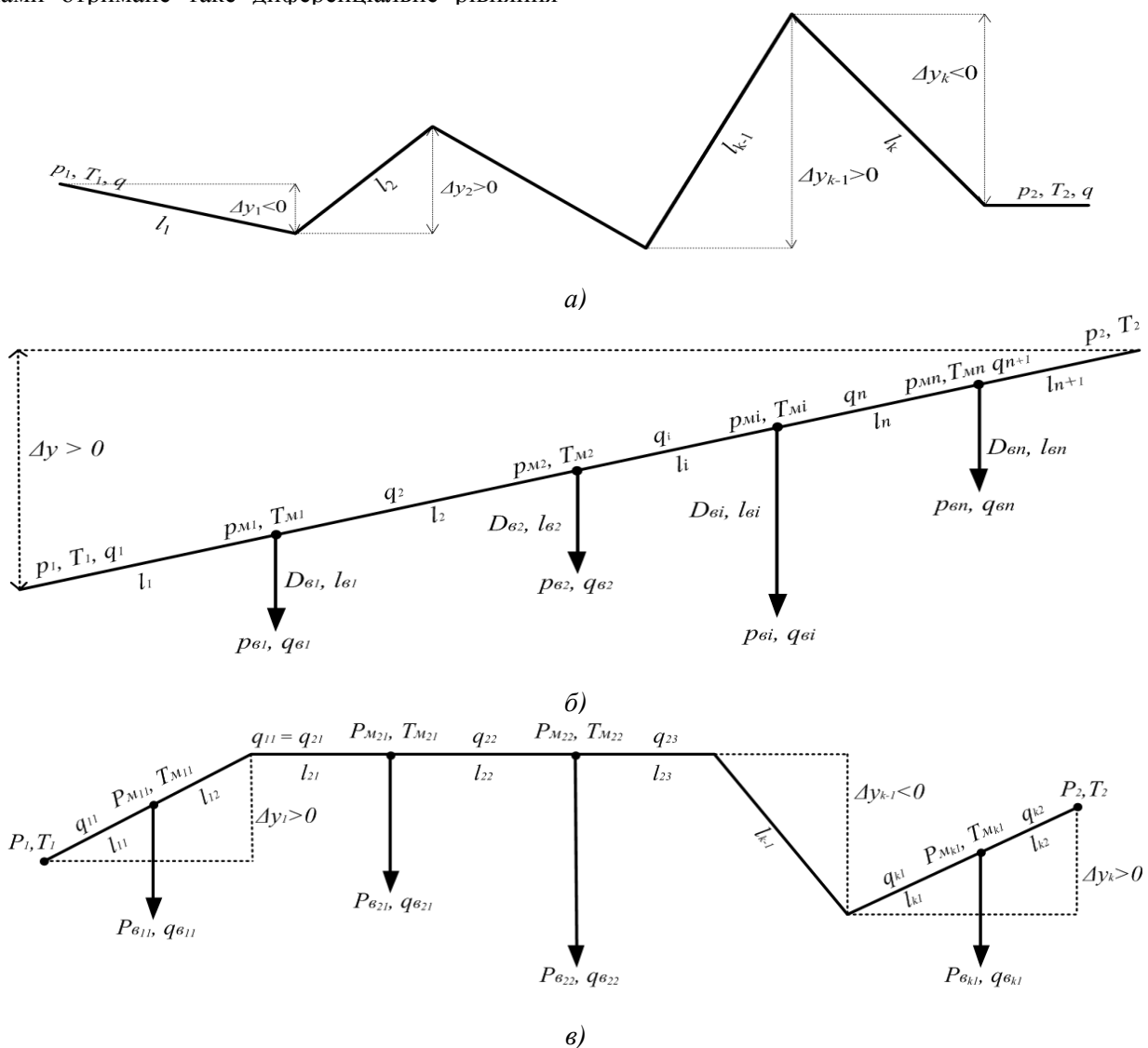
Наявність відборів газу змінює розподіл параметрів потоку у магістральному газопроводі. Крім того, характер зміни параметрів потоку вздовж газопроводу-відводу, відрізняється від характеру їх зміни у магістральному газопроводі. Зокрема, для короткого газопроводу-відводу різниця тисків на початку та в кінці газопроводу може бути значною, отже необхідно врахувати зміну швидкості газу по довжині газопроводу у рівнянні збереження механічної енергії (перше рівняння у системі (5)). На основі системи (5) нами отримане таке диференціальне рівняння

зміни тиску газу по довжині газопроводу-відводу:

$$\frac{dp}{dx} = - \left[ \frac{8\lambda_g q_g^2 \cdot zRT}{M \pi^2 D_g^5} + \frac{g \Delta y_g M}{l_g} \cdot \frac{p^2}{zRT} \right] \cdot \left( p - \frac{q_g^2 zRT}{MF_g^2 p} \right)^{-1}, \quad (9)$$

де всі позначення з індексом "g" застосовані для відповідних величин у газопроводі-відводі.

Із урахуванням (9) система рівнянь, яка визначає зміну параметрів газу вздовж газопроводу-відводу, має такий вигляд:



а) – із ділянками під різним кутом нахилу до горизонту; б) – нахилена ділянка з відборами газу; в) – ділянка складної конфігурації з відборами газу.

Рисунок 2 – Можливі схеми профілів магістральних газопроводів

$$\begin{cases} \frac{dp}{dx} = - \left[ \frac{8\lambda_g q_g^2 \cdot zRT}{M\pi^2 D_g^5} + \frac{g\Delta y_g M}{l_g} \cdot \frac{p^2}{zRT} \right] \cdot \left( p - \frac{q_g^2 zRT}{MF_g^2 p} \right)^{-1}, \\ \frac{dT}{dx} = - \left[ a(T - T_{cp}) - \mu_{JT} \frac{dp}{dx} + \frac{g\Delta y_g}{c_p l_g} \right], \\ z = f(p, T, [k_i]). \end{cases} \quad (10)$$

Системи рівнянь (8) та (10) дозволяють визначити розподіл тиску та температури газу для ділянок магістральних газопроводів як із відборами газу, так і без них. Для ділянки магістрального газопроводу із відборами газу (рис. 2, б) пропонується застосовувати отримані математичні моделі таким чином:

1) ділянку магістрального газопроводу із незмінним нахилом  $\Delta y$  слід умовно розділити на окремі ділянки, кількість яких  $n+1$ , де  $n$  – кількість відборів газу (рис. 2, б);

2) застосовуючи систему рівнянь (8), отримати розподіл тиску та температури газу по довжині  $i$ -ої ділянки  $l_i$ , визначити тиск та температуру газу  $P_{mi}$ ,  $T_{mi}$  у місці  $i$ -го відбору газу;

3) при відомій витраті відбору газу визначити витрату газу у наступній  $(i+1)$ -ій ділянці за формулою  $q_{(i+1)} = q_i - q_{g(i)}$ ;

4) прийнявши тиск та температуру газу  $P_{mi}$ ,  $T_{mi}$  у місці  $i$ -го відбору газу та витрату газу  $q_{(i+1)}$  як вихідні дані та застосувавши систему рівнянь (8), отримати розподіл тиску та температури газу у наступній  $(i+1)$ -ій ділянці магістрального газопроводу. Пункт 4 виконати для всіх ділянок газопроводу ( $i=1 \dots n$ );

5) маючи значення тиску та температури газу  $P_{mi}$ ,  $T_{mi}$  у місцях кожного із відборів газу, застосувати систему рівнянь (10) та визначити розподіл тиску і температури у кожному із газопроводів–відводів.

Наведена методика визначення розподілу тиску та температури газу у магістральному газопроводі із відборами газу може бути застосована у випадку, коли відомою є витрата відборів газу. Якщо витрата відборів невідома, то вона може бути визначена розрахунковим шляхом на основі рівнянь статистики [3] за відомими значеннями тисків на виході газопроводів–відводів.

Найскладнішим випадком є магістральний газопровід з ділянками під різним кутом нахилу до горизонту, у якого нахилені ділянки мають відбори газу (рис. 2, в). Розрахункова схема такого газопроводу передбачає поділ на окремі

ділянки за нахилом та за розміщенням відборів газу. Магістральний газопровід поділяють на окремі ділянки за нахилом, кількість яких рівна  $n_{\Delta y}$ , та за місцями підключення газопроводів–відводів. Загалом, в залежності від нахилу та наявності чи відсутності відборів газу, можливі такі типи ділянок:

1)  $\Delta y_k = 0$ ;  $n_{ek} = 0$  – горизонтальна ділянка без відборів газу, ( $n_{ek}$  – кількість відборів на  $k$ -ій нахиленій ділянці);

2)  $\Delta y_k \neq 0$ ;  $n_{ek} = 0$  – нахилена ділянка без відборів газу;

3)  $\Delta y_k = 0$ ;  $n_{ek} > 0$  – горизонтальна ділянка з відборами газу;

4)  $\Delta y_k \neq 0$ ;  $n_{ek} > 0$  – нахилена ділянка з відборами газу.

Загальна кількість ділянок для газопроводу, схема якого зображена на рис. 2 в, становить  $N_d = n_{\Delta y} + n_e$ , де  $n_e$  – загальна кількість відборів газу.

Для 1-го та 2-го типів ділянок розподіли тиску та температури газу можуть бути визначені тільки на основі системи рівнянь (8). Для 3-го та 4-го типів слід застосовувати наведену вище методику та додатково до (8) систему рівнянь (10).

Системи рівнянь (8) та (10) містять нелінійні диференціальні рівняння, тому їх аналітичні розв'язки можна отримати тільки для окремих спрощених випадків. У загальному випадку розв'язок цих систем диференціальних рівнянь доцільно виконувати за допомогою числових методів. Тоді отримуємо залежності тиску та температури по довжині газопроводу у табличній формі. На основі цих залежностей необхідно обчислити запас газу у магістральному газопроводі та газопроводах-відводах.

Запас природного газу у магістральному газопроводі геометричного об'єму  $V$ , в одиницях об'єму, зведеного до стандартних умов, може бути обчислений за формулою

$$K_c = \frac{V}{c_c L} \int_0^L c(x) dx, \quad (11)$$

де  $c(x)$  – розподіл густини природного газу в робочих умовах по довжині газопроводу.

Для магістрального газопроводу із газопроводами-відводами формула (11) може бути представлена у такому вигляді:

$$K_c = \frac{1}{\rho_c} \left( \frac{V}{L} \int_0^L \rho(x) dx + \sum_{i=1}^{n_e} \frac{V_{ei}}{l_{ei}} \int_0^{l_{ei}} \rho_{ei}(x) dx \right), \quad (12)$$

де  $n_e$  – кількість газопроводів – відводів,

підключених до магістрального газопроводу;  
 $c_{\theta_i}(x)$  – профіль зміни густини природного газу  
 в робочих умовах по довжині  $i$ -го газопроводу-  
 відводу;  $V_{\theta_i}$  – геометричний об'єм  $i$ -го  
 газопроводу-відводу.

Застосувавши відоме рівняння для  
 визначення густини газу  
 $c = (c_c \cdot p \cdot T_c \cdot z_c) / (p_c \cdot T \cdot z)$ , із (12) отримуємо,  
 що

$$K_c = \frac{T_c z_c}{p_c} \left( \frac{V}{L} \int_0^L \frac{p(x)}{T(x) \cdot z(x)} dx + \sum_{i=1}^{n_g} \frac{V_{\theta_i}}{L_{\theta_i}} \int_0^{L_{\theta_i}} \frac{p_{\theta_i}(x)}{T_{\theta_i}(x) \cdot z_{\theta_i}(x)} dx \right), \quad (13)$$

де  $p(x)$ ,  $T(x)$ ,  $z(x)$  – розподіл відповідно тиску,  
 температури та фактора стисливості по довжині  
 магістрального газопроводу;  $p_{\theta_i}(x)$ ,  $T_{\theta_i}(x)$ ,  $z_{\theta_i}(x)$  –  
 розподіл тиску, температури та фактора  
 стисливості по довжині газопроводу-відводу.

Розподіл фактора стисливості по довжині  
 газопроводу отримуємо, застосовуючи рівняння  
 стану для кожної із отриманих пар значень  
 розподілу тиску та температури  $z(x) = f(p(x),$   
 $T(x), [k_i])$ .

Для випадку, коли розподіли тиску та  
 температури по довжині газопроводу отримані у  
 табличній формі за результатами розв'язування  
 системи диференціальних рівнянь числовим  
 методом, для обчислення інтегралів у формулі  
 (13) також доцільно застосувати числовий метод  
 інтегрування. Зокрема, за умови застосування  
 методу прямокутників, рівняння (13) приймає  
 такий вигляд:

$$K_c = \frac{T_c z_c}{p_c} \left[ \frac{V \cdot \Delta x}{L} \sum_{j=1}^{N-1} \left( \frac{p_{x_j}}{T_{x_j} \cdot z_{x_j}} \right) + \sum_{i=1}^{n_g} \frac{V_{\theta_i} \Delta x_i}{L_{\theta_i}} \sum_{j=1}^{N_i-1} \left( \frac{p_{\theta_i x_j}}{T_{\theta_i x_j} \cdot z_{\theta_i x_j}} \right) \right], \quad (14)$$

де  $\Delta x$ ,  $\Delta x_i$  – рівномірний крок дискретизації по  
 довжині магістрального газопроводу та по  
 довжині  $i$ -го газопроводу-відводу відповідно;  $x_j$ ,  
 $x_{j+1}$  – відстань від початку газопроводу до  $j$ -ї та  
 $(j+1)$ -ї точок по довжині магістрального  
 газопроводу або газопроводу-відводу.

Нами виконане порівняння значення запасу  
 газу, обчисленого за формулою (14) на основі  
 розподілів параметрів потоку газу вздовж  
 магістрального газопроводу та газопроводів-  
 відводів, із значенням запасу, отриманим за  
 спрощеною методикою [1]. Порівняння  
 виконане для діючого магістрального  
 газопроводу, характеристики якого наведені у  
 табл. 1 та на рис. 3. До магістрального  
 газопроводу підключено 9 газопроводів-відводів  
 (рис. 3), детальна інформація про геометричні  
 розміри яких наведена у табл. 2.

Значення геометричного об'єму  
 магістрального газопроводу разом із  
 газопроводами-відводами становить  
 $V = V_{MG} + V_{\theta} = 16450,6 + 5111,1 = 21561,7 \text{ м}^3$ .

Середні значення тиску та температури газу,  
 обчислені відповідно за формулами (1) і (2),  
 $p_{cp} = 3,777 \text{ МПа}$ ,  $T_{cp} = 287,0 \text{ К}$ . Середнє значення  
 фактора стисливості природного газу, отримане  
 за методикою GERG91 мод. [9]  $z_{cp} = 0,9222$ .

Значення запасу природного газу, обчислене  
 за методикою [1] на основі усереднених  
 параметрів газу  $p_{cp}$ ,  $T_{cp}$  та  $z_{cp}$ , становить  
 $K_{c1} = 890355,1 \text{ м}^3$ .

**Таблиця 1 – Характеристики магістрального газопроводу та потоку газу**

№ з/п	Назва характеристики	Значення
1	Довжина магістрального газопроводу	$L = 79,6 \text{ км}$
2	Внутрішній діаметр	$D = 513 \text{ мм}$
3	Висота розміщення початкової точки (над рівнем моря)	$y_1 = 268,6 \text{ м}$
4	Висота розміщення кінцевої точки	$y_2 = 223,4 \text{ м}$
5	Тиск на вході газопроводу	$p_1 = 4,19 \text{ МПа}$
6	Тиск на виході газопроводу	$p_2 = 3,33 \text{ МПа}$
7	Температура газу на вході газопроводу (температура після компресорної станції)	$t_1 = 33 \text{ }^\circ\text{C}$
8	Температура газу на виході газопроводу	$t_2 = 6,9 \text{ }^\circ\text{C}$
9	Густина природного газу за стандартних умов	$\rho_c = 0,6904 \text{ кг/м}^3$
10	Об'ємна витрата газу на вході газопроводу зведена до стандартних умов	$Q_c = 162\,790 \text{ м}^3/\text{год (за с.у.)}$



Таблиця 2 – Характеристики газопроводів-відводів

№ відводу	Довжина газопроводу-відводу $l_{vi}$ , км	Внутрішній діаметр газопроводу-відводу $D_{vi}$ , м	Геометричний об'єм, $m^3$	Відстань від початку МГ до місця підключення відводу, км	Тиск у місці відбору газу $p_{mi}$ , МПа	Витрата відбору газу $Q_s$ , $m^3/год$ (за с.у.)
1	0,2	0,145	3,30	11,0	4,058	292,0
2	0,092	0,145	1,52	16,5	3,994	2750,0
3	0,5	0,100	3,93	26,6	3,878	958,3
4	0,378	0,100	2,97	35,3	3,778	1083,3
5	0,316	0,203	10,23	46,9	3,646	11875,0
6.1	15,8	0,309	1184,7	48,9	3,626	2010,0
6.2	10,4	0,203	336,6	48,9	3,602	
6.3	46,06	0,313	3544,1	48,9	3,580	
7	1,24	0,145	20,47	51,9	3,597	1541,7
8	0,14	0,145	2,31	65,0	3,472	208,5
9	0,19	0,100	1,49	73,6	3,389	833,2

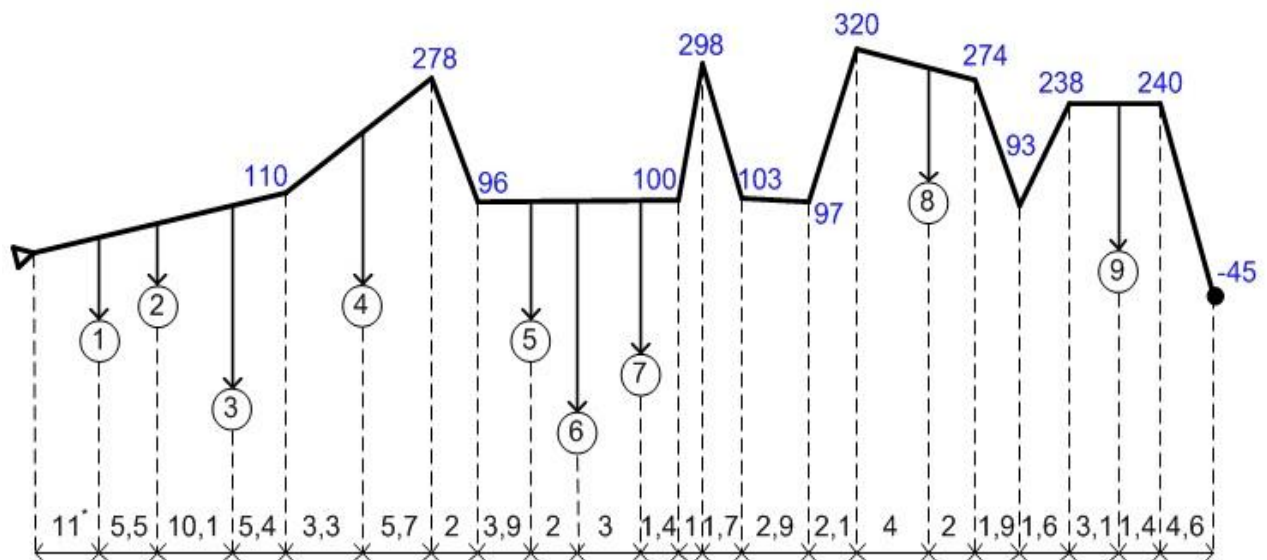
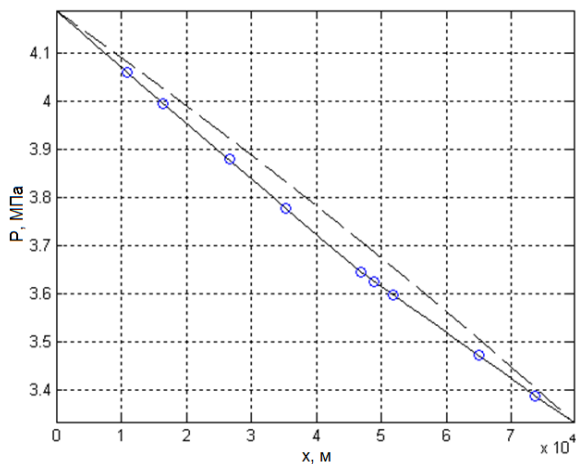


Рисунок 3 – Профіль магістрального газопроводу відносно відмітки початкової точки (\* - довжина ділянок газопроводу в км)

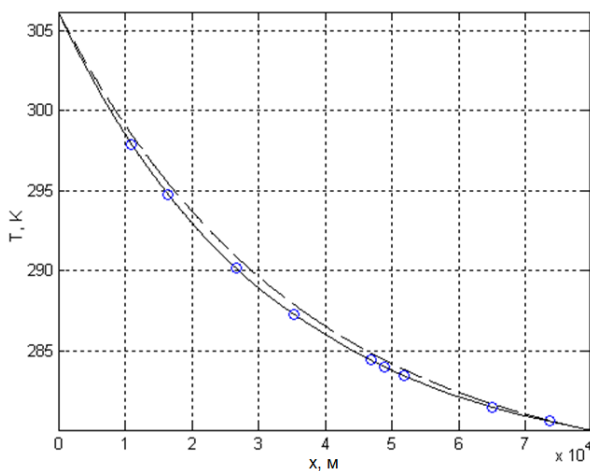
Для детального аналізу розподілу тиску та температури газу розглянуто профіль розміщення ділянок газопроводу та виділено 13 ділянок із різним нахилом. Значення висоти точок зміни нахилу газопроводу та кінцевої точки відносно висоти його початкової точки представлені на рис. 3. Крім того, поділ виконаний за розміщенням 9-ти газопроводів-відводів. Загальна кількість ділянок, для яких необхідно по чергово визначити розподіл параметрів потоку рівня  $N_0=22$ . На схемі (рис. 3) позначені довжини всіх ділянок.

Для кожної із виділених ділянок та для газопроводів-відводів отримали розподіл тиску, температури та фактора стисливості природного газу по довжині. На рис. 4 представлені криві розподілу тиску та температури газу по довжині аналізованого магістрального газопроводу. Розподіл тиску побудований за спрощеною формулою (1) та за результатами розв'язування системи (8) (рис. 4, а), розподіл температури за спрощеною формулою (2), а також за результатами розв'язування системи (8) (рис. 4, б).





а)



б)

--- — спрощені рівняння (3), (4); — —  
удосконалена методика; o — схематичне  
позначення відборів газу

**Рисунок 4 – Розподіл тиску (а) та температури (б) природного газу по довжині магістрального газопроводу**

Як видно із рис. 4, а, профіль тиску, побудований із врахуванням нахилу ділянок газопроводу, наявності відборів газу та зміни фактора стисливості по довжині газопроводу суттєво відрізняється від профілю побудованого на основі усереднених параметрів. Відхилення значень уточненого профілю тиску від профілю, отриманого за формулою (3), досягає 1,73%. Відносне відхилення значень профілю зміни температури, отриманого за уточненою методикою запропонованою автором, від профілю температури, отриманого за формулою

(4) (рис. 4, б), досягає 0,25%.

Провівши інтегрування отриманих розподілів тиску, температури та фактора стисливості вздовж магістрального газопроводу та газопроводів-відводів за допомогою формули (13), отримане таке значення запасу газу  $K_{c2}=863813,9\text{м}^3$ .

Відносне відхилення між значенням кількості природного газу, обчисленим за методикою [1], та значенням, отриманим за уточненою автором методикою,  $\delta_K = (K_{c1} - K_{c2})/K_{c2} * 100 = 3,07\%$ .

Отримане значення відхилення  $\delta_K$  значно перевищує максимальне відхилення профілю тиску та температури для магістрального газопроводу. Це зумовлено відхиленням значення запасу газу у газопроводах-відводах, отриманого за уточненою методикою від значення спрощеної методики. Зокрема, відхилення тиску у місці підключення найбільших за об'ємом газопроводів-відводів 6-1, 6-2, 6-3 (рис. 3) становить близько 1,7%. Разом з цим геометричний об'єм цих трьох газопроводів-відводів становить близько 30% від об'єму самого магістрального газопроводу. Це і зумовило таке значне відхилення  $\delta_K$ .

## ВИСНОВКИ

Спрощені залежності, застосовані у [1] для розрахунку об'єму газу у магістральних газопроводах, не враховують конфігурацію газопроводу (нахил ділянок, наявність відборів), що призводить до виникнення додаткових методичних похибок визначення об'єму газу. Розроблені автором математичні моделі стаціонарного режиму руху природного газу у газопроводах дозволяють визначити розподіл тиску, температури та фактора стисливості природного газу по довжині газопроводу складної конфігурації із врахуванням нахилу ділянок газопроводу та наявності відборів газу. Отримані моделі можуть бути застосовані для аналізу впливу режиму експлуатації газопроводу (тиску на вході газопроводу, витрати газу), конструктивних параметрів газопроводу (діаметру, нахилу ділянок) на запас газу у газопроводі. На основі отриманих математичних моделей може бути розроблена більш точна методика визначення запасу газу у магістральних газопроводах. Застосування цієї методики є особливо необхідним для трубопроводів складної конфігурації, а особливо трубопроводів із відборами газу, де відхилення запасу газу, визначеного на основі удосконаленої методики, від значення запасу, отриманого на основі усереднених параметрів потоку газу, може досягати 3 ... 5%. Така значна

похибка визначення запасу газу може суттєво спотворювати баланс об'єму газу в газотранспортній мережі.

1. Методика определения запаса газа газотранспортных предприятий (ОАО «Газпром»). - М.: ОАО «Газпром», 1999. - 10 с. 2. Лесовой Л.В., Близняк Л.В. Порівняльний аналіз розподілу тиску природного газу у похилому та горизонтальному газопроводах // Вісник: Теплоенергетика. Інженерія довкілля. Автоматизація. - 2002. - № 460. - С. 91-96. 3. Лесовой Л.В., Близняк Л.В. Визначення тиску природного газу в місцях його відбору на газопроводі з зосередженими відборами газу // Методи та прилади контролю якості. 2004. - №12 - С. 88-91. 4. Близняк Л.В. Моделювання розподілу тиску природного газу у газопроводах різного типу // Вісник НУ «Львівська політехніка»: Теплоенергетика. Інженерія довкілля. Автоматизація. - 2003. - № 476. - С. 51-55. 5. A. Ainouche. LP model uses line-pack to

optimize gas pipeline operation // Oil&Gas Journal, 02.2003 (<http://www.ogj.com>). 6. Уланова Н.Ю. Методы и алгоритмы обработки измерительной информации для количественной оценки дополнительного запаса газа в магистральном газопроводе // Автореф. дис. канд.наук, Санкт-Петербург, 2007. - 20 с. 7. Александров А.В., Яковлев Е.И. Проектирование и эксплуатация систем дальнего транспорта газа. М.: «Недра», 1974. 432 с. 8. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости : ГОСТ 30319.2-96. - М.: Изд-во стандартов, 1997. - 53 с.

**Поступила в редакцію 30.04.2014р.**

**Рекомендували до друку: докт. техн. наук  
Пістун Є. П. та докт. техн. наук  
Середюк О. Є.**